

The Application and Research about the Physical Simulation of the Thermosetting and Self-Expansion Water Shutoff System

Liwen Luo¹, Baofeng Hou², Yanbin Cao^{3*}, Shaoqun He³

¹College of Science, China University of Petroleum, Qingdao

²College of Chemical Engineering, China University of Petroleum, Qingdao

³Institute of Heavy Oil Production, Oil Production Research Institute, Shengli Petroleum Administration, Dongying

Email: *caoyanbinmengjiao@sina.com

Received: Sep. 7th, 2012; revised: Sep. 24th, 2012; accepted: Oct. 1st, 2012

Abstract: Through the core flow experiment, the core displacement model was applied to monitor the pressure changes in the process of experiments to evaluate the block pressure difference and water plugging rate after the water shutoff system gel in cores, thus, it can provide a reference for field application. Found by experiment: the higher furfuryl alcohol content, the greater the block pressure difference; the higher the gelling temperature, the smaller the block pressure difference; the greater the aqueous phase permeability before the block of stratum, the smaller the block pressure difference after consolidation. When other conditions remain the same level, the block pressure difference and the length of the core tube is basically a linear relationship. The water shutoff system optimized in the lower concentration still has good sealing strength when exposed to high temperatures. As to the core of different permeability, it still has a good blocking ability and its blocking rate is 99.0% or higher.

Keywords: Core Flow Experiment; Sealing Pressure Difference; Water Permeability; Plugging Rate; Physical Simulation Experiment

热固性自膨胀堵调体系的物理模拟实验研究与应用

罗立文¹, 侯宝峰², 曹嫣妮^{3*}, 何绍群³

¹中国石油大学(华东)理学院, 青岛

²中国石油大学(华东)化学工程学院, 青岛

³胜利石油管理局采油研究院稠油所, 东营

Email: *caoyanbinmengjiao@sina.com

收稿日期: 2012年9月7日; 修回日期: 2012年9月24日; 录用日期: 2012年10月1日

摘要: 相关研究人员通过岩心流动物理模拟实验的方法, 采用岩心驱替模型, 通过监测实验过程中压力变化, 来评价堵调体系在岩心中成胶后的封堵压差及水相封堵率, 为现场应用提供参考。通过实验发现: 当其它条件一定时, 糠醇含量越高, 封堵压差越大; 成胶温度越高, 封堵压差越小; 堵前水相渗透率越大, 固结后封堵压差越小。当其它条件一定时, 封堵压差与岩心管的长度基本上是呈线性关系的, 且岩心管越长, 封堵压差越大。优化后的堵调体系在较低的浓度下, 当处于高温时仍有很好的封堵强度, 对不同渗透率的岩心均有良好封堵适应能力, 其封堵率均在 99.0% 以上。在现场进行先导试验之后, 堵调体系也取得了良好的降水增油效果。

关键词: 岩心流动实验; 封堵压差; 水相渗透率; 封堵率; 物理模拟实验

*通讯作者。

1. 引言

岩心流动物理模拟实验是采用模拟地层温度、压力等进行实验测定的一种方法。此物理模拟方法简单地模拟了地层的各种环境,使得我们在做实验的时候能更准确地测定出相关的实验数据。本文将通过岩心流动实验的方法,采用岩心驱替模型,通过监测实验过程中压力变化,来评价堵调体系在岩心中成胶后的封堵压差及水相封堵率,为现场应用提供参靠^[1]。本实验所采用的主要实验装置为一维蒸汽驱线性模型驱替装置,这是一种热采物理模拟装置,主要用来开展蒸汽驱油和热采化学添加剂能评价以及三采、酸化、封堵调剖、解堵等油田化学领域的研究工作。其工作原理是:计量泵往锅炉里送水,产生试验要求的蒸汽或热水,注入岩心中,模拟现场注蒸汽或热水开采,通过保温套给岩心加热模拟地层温度。

2. 实验

2.1. 实验仪器

一维蒸汽驱线性模型装置(青岛恒基泰机电科技有限公司),恒温烘箱,耐高温密闭性钢筒,吸耳球,移液管,恒温水浴锅,三口烧瓶,搅拌器,电子天平(0.01 g),氮气储罐,真空泵,平流泵,中间容器,精密压力表,量筒,秒表等。

2.2. 实验试剂

糠醇,工业品,石家庄有机化工有限公司;顺丁烯二酸酐,AR,天津市科密欧化学试剂有限公司;木质素磺酸钙,工业品,图们前进化工厂;重铬酸钠,AR,莱阳市康德化工有限公司;甲醛水溶液(37%~40%),AR,烟台三和化学试剂有限公司;尿素,AR,莱阳经济技术开发区精细化工厂;蒸馏水;模拟砂。

2.3. 实验方法

2.3.1. 达西公式

渗透率是衡量岩石允许流体通过能力的参数,计算公式见式(2-1)。

$$K = \frac{Q \times \mu \times L}{A \times \Delta P} \quad (2-1)$$

式中, K ——岩心的渗透率, μm^2 ; Q ——液体流量,

$\text{cm}^3 \cdot \text{s}^{-1}$; μ ——流体的粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; L ——岩心的长度, cm ; A ——岩心的横截面积, cm^2 ; ΔP ——岩心两端的压差, 0.1 MPa 。

2.3.2. 热固性堵调体系的配制方法及成分

2.3.2.1. 配制方法

合成热固性堵调体系基本上分一步合成法与两步合成法两种方法。其中,一步合成法是将主剂直接与酸性物质混合固结;两步合成法是先合成预聚体,然后将预聚体与酸性物质混合固结。前人大部分都是采用多步法合成糠醇树脂,包括两步合成法。本文采用一步合成法制备热固性堵调体系。

分别配制 20~30 mL 左右以糠醇为反应底物的堵调体系,并配以一定的添加剂、催化剂及交联剂等,将其放入耐温密闭的钢筒中,盖上压帽,再上紧钢筒的密封螺栓后放入干燥箱中。干燥箱设制一定的温度,在不同的温度点进行实验。

2.3.2.2. 堵调体系成分

糠醇,顺丁烯二酸酐,木质素磺酸钙,重铬酸钠,甲醛水溶液,尿素,蒸馏水。

2.3.3. 实验步骤

实验时通常采用单管模型,本实验流程如图 1 所示^[2]。单管岩心流动实验步骤如下^[3]:

1) 测量堵前水相渗透率。将填充好的岩心管称总重,记录饱和水之前岩心管总的质量。然后将岩心管接入真空泵抽真空,直至抽到负 0.1 MPa ,将岩心管抽完真空后,将岩心管和真空泵的两端阀门拧紧,然后观察岩心管的气密性,在确保岩心管气密性良好的情况下,打开饱和水开关饱和蒸馏水,饱和时间为 30

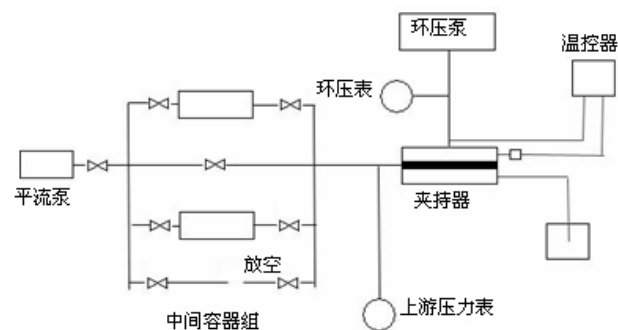


Figure 1. Chart of the core experiment for mono-tube
图 1. 单管岩心实验流程

min 左右。饱和完水之后,称量饱和水后岩心管总的质量,将两次称量的质量差通过计算便可得出此岩心的孔隙度是多少。然后,将岩心接入流动实验装置测定岩心堵前的水相渗透率。测量过程中,平流泵流速为 $3.0 \text{ mL}\cdot\text{min}^{-1}$,等压力表数值稳定不再变化之后,记录压力表的数值,然后根据达西公式计算出所装填的岩心堵前的水相渗透率。

2) 注入堵剂。将中间容器接入测孔渗的流程中,且介于平流泵与精密压力表之间,将已配好的堵剂倒入中间容器当中。待用平流泵将堵剂注入到中间容器顶端之后,将流程接好,开始注入堵剂。测量过程中,平流泵流速为 $3.0 \text{ mL}\cdot\text{min}^{-1}$,并记录注入堵剂的过程中压力表的数值,约 7 min 左右就能注好堵剂。

3) 恒温放置。将已注好堵剂的岩心两端接上三通阀,并将三通阀阀门关死,然后置于一定温度的烘箱当中,静置 24 h 左右。

4) 高温驱替。将锅炉与管伴温设定为与烘箱一样的温度,先进行排空流程。待锅炉升到预定温度之后,转管线,进行驱替流程。24 h 之后堵剂基本上已经固结,将岩心移至线性模型当中,进行等温水驱。测量过程当中,密切记录水的驱替量、岩心入口端压力、出口端压力、岩心入口端温度、岩心出口端开始出液体时的压差等,从而获得突破压力、封堵率和冲刷曲线等^[4,5]。

5) 测岩心堵后水相常温渗透率。

3. 结果与讨论

在注蒸汽热采的过程当中,存在着蒸汽重力超覆和蒸汽指进等不想看到的各种问题,致使原油采收率大幅度下降等,给油田的稠油生产带来一系列的困难。要解决以上的一系列问题,必然要求我们研究并使用一种高温堵剂,对稠油油藏的高渗透层段及所形成的大孔道进行封堵,以便进行更好的调剖,提高原油采收率。树脂是指由低分子物质通过缩聚反应产生的一种高分子物质,接受热后性质的变化可分为热固性树脂和热塑性树脂两种。在油田开发中应用当中,酚醛树脂、脲醛树脂、环氧树脂以及呋喃树脂已经被大量的使用。各种热固性树脂的性能各有优缺点,但从热稳定性能、固化时间及固化后性能稳定性来看,糠醇树脂在这些树脂里是最合适应用于封堵大孔道的施工当中的。故本文采用糠醇作为堵调体系的主剂。

本文研究的是无油相存在时优化体系的单岩心管封堵模拟实验^[6]。

3.1. 短岩心管的封堵模拟实验结果

3.1.1. 不同糠醇浓度时优化体系的封堵模拟实验^[7,8]

由图 2 可以看出,随着糠醇浓度的上升,封堵压差也是随着上升的。单独看每一条曲线:随着驱替量的升高,封堵压差先是上升,然后达到一最高点,然后封堵压差趋于平缓,再随着驱替量的升高,封堵压差有逐渐降低的趋势。总体看来,此糠醇树脂堵调体系的耐冲刷性还是满足要求的^[9]。(此处驱替温度为 250°C ,堵前水相渗透率为 $3.0 \mu\text{m}^2$ 左右,岩心管长度为 10.0 cm 左右)。

3.1.2. 不同温度时优化体系的封堵模拟实验

由图 3 可以看出,随着驱替所用水蒸气的温度的上升,封堵压差越来越低,封堵压差受温度的影响比较大。 $150^\circ\text{C}\sim 200^\circ\text{C}$ 的温度范围内,封堵压差变化不是那么大,但到了 250°C 之后,封堵压差变化很大,封堵压差降低速度加快。(此处糠醇浓度为 C_1 ,堵前水相渗透率为 $3.0 \mu\text{m}^2$ 左右,岩心管长度为 10.0 cm 左右)。

3.1.3. 不同渗透率时优化体系的封堵模拟实验

由图 4 可以看出,随着堵前水相渗透率的增大,测得的封堵压差越来越小。可见,堵前水相渗透率对封堵压差有着及其大的影响,基本上呈反相关关系。(此处驱替温度为 250°C ,糠醇浓度为 C_1)。

3.2. 短岩心管与长岩心管实验结果的对比

3.2.1. 短岩心管实验

由图 5 可以看出,在 250°C 的时候,封堵压差不

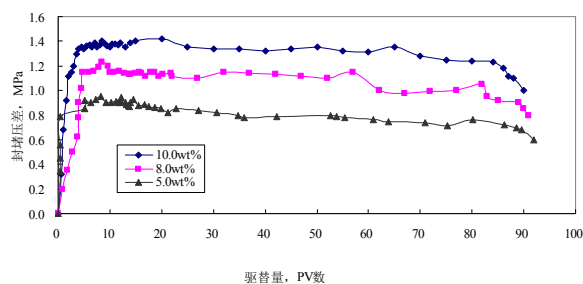


Figure 2. The block simulation experiment at different furfuryl alcohol content
图 2. 不同糠醇浓度时的封堵模拟实验

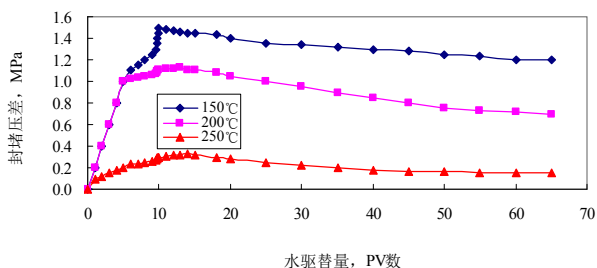


Figure 3. The block simulation experiment at different temperature

图 3. 不同温度时的封堵模拟实验

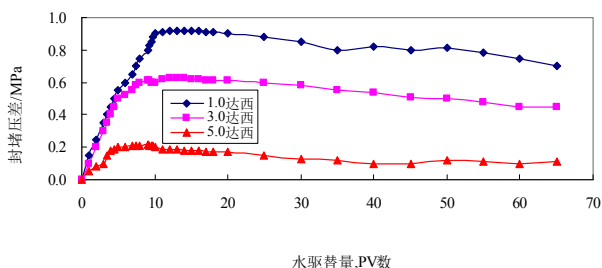


Figure 4. The block simulation experiment at different permeability

图 4. 不同渗透率时的封堵模拟实验

高，耐冲刷性能一般，不过也是能满足现场需求的。鉴于此种现象，我们再做一下长管岩心的岩心流动实验，以做对比。(此处，驱替水的温度为 250℃，堵前水相渗透率为 3.0 μm^2 左右，糠醇浓度为 C_1 ，岩心管长度为 10.0 cm 左右)。

由图 6 可以看出，当岩心管长度增大为原来的 6 倍的时候，封堵压差也基本上呈 6 倍的增长关系，也就是说在其它条件一定时，封堵压差与岩心管的长度基本上是呈线性关系的。(此处，驱替水的温度为 250℃，堵前水相渗透率为 3.0 μm^2 左右，糠醇浓度为 C_1 ，岩心管长度 L 为 60.0 cm 左右)。

3.2.2. 短岩心管与长岩心管封堵实验的对比

由图 7 可以更清楚的看出，岩心管越长封堵压差越高，当其它条件一定时，封堵压差与岩心管的长度基本上是呈线性关系的。(此处，驱替水的温度为 250℃，堵前水相渗透率为 3.0 μm^2 左右，糠醇浓度为 C_1 ，岩心管长度 L 为 60.0 cm 左右)。

3.3. 实验数据处理

由表 1 可以看出，由于优化后堵调体系的发泡膨胀特性，堵调体系固结后具有 3 倍左右的体积膨胀倍数，优化后的堵调体系在较低的浓度下，当处于高温

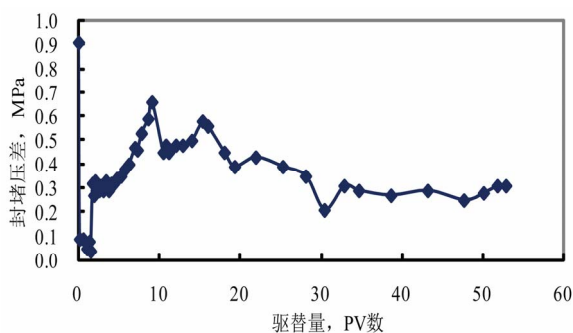


Figure 5. The core experiment for short-core-tube

图 5. 短管岩心实验

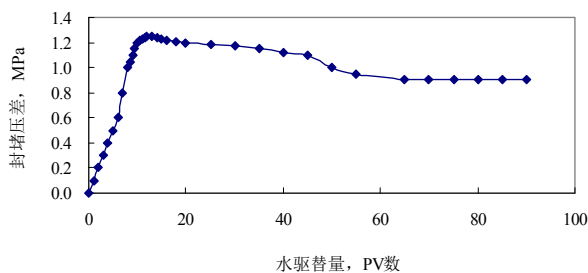


Figure 6. The core experiment for long-core-tube

图 6. 长管岩心实验

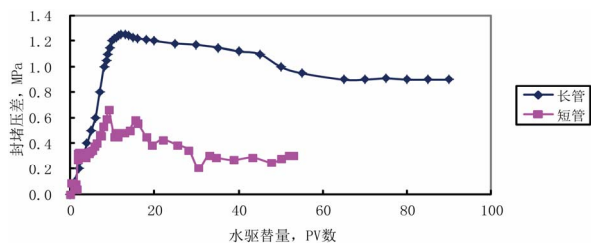


Figure 7. The plugging experiment comparison between short core tube and long core tube

图 7. 短岩心管与长岩心管封堵实验的对比

时仍有很好的封堵强度，对不同渗透率的岩心均有良好封堵适应能力，其封堵率均在 99.0% 以上；该堵调体系成胶后为不熔融态，对不同渗透率的岩心均有良好封堵适应能力，尤其对高渗透率岩心的适应能力极好，其堵塞率均在 99.0% 以上；该体系成胶膨胀后，通过氢键与岩心中硅酸盐矿物质表面形成较强的键合力，其封堵压差随着孔隙度的增大并不降低，表明该体系对大孔道具有很强的封堵能力。

4. 现场应用

热固性堵调体系先后在草 20-平 52 井、陈 373-平 65 井、垦东 32-平 9 井、新勘排 601-平 65 井、单 113-平 7 井实施了以热固性堵调体系作为堵调剂的堵

水现场先导试验，取得了良好的降水增油效果。以下是陈 373-平 65 井的施工情况。

4.1. 前期生产情况

本井于 2010 年 5 月 28 日新投转抽开，峰值日产油 34 t，受边水突破影响，一开始含水 70%左右，累计生产约 120 d，综合含水上到 90%以上，截至到 2011 年 6 月 3 日，周期累液 29,645 m³，累产油 3018 t。目前日液 35.3 t，日油 1.7 t，含水 95.2%，具体情况见表 2、表 3。

4.2. 后期生产情况

根据注汽温度场分布特点，利用温敏凝胶实现油

层深部封堵调剖，耐温性能更好、封堵强度更大的热固型堵调体系封堵近井地带，从而热固性堵调体系在近井地带发挥了很好地堵水调剖作用。

陈 373-平 65 井于 2011 年 7 月顺利完成复合堵调体系堵水施工，分三段塞注入，共注入温敏凝胶 300 m³，热固性堵调体系 50 m³。该井于 10 月 18 日转抽生产，峰值日油 10.2 t，含水降至 78.9%，目前日产油 8.6 t，含水 80.1%，开井一月累计生产原油 255 t，与上周期相比，平均日增油 5.12 t，含水下降 15%，降水增油效果显著，见图 8。

5. 结论

1) 当其它条件一定时，糠醇含量越高，封堵压差

Table 1. The core experiment result for mono-tube
表 1. 单管实验结果

编号	驱替温度, °C	糠醇含量, wt%	孔隙度, %	堵前水相渗率, μm ²	堵后水相渗率, μm ²	封堵率, %	封堵压差, MPa
1 号	T ₁	C ₁	34.03	5.69	3.23 × 10 ⁻³	99.94	0.20
2 号	T ₁	C ₁	32.32	1.10	3.00 × 10 ⁻³	99.73	0.80
3 号	T ₂	C ₁	33.15	4.15	3.45 × 10 ⁻³	99.92	0.30
4 号	T ₂	C ₂	32.85	1.06	3.80 × 10 ⁻³	99.64	1.30
5 号	T ₃	C ₁	33.25	1.05	4.80 × 10 ⁻³	99.92	1.50
6 号	T ₃	C ₂	33.20	1.12	3.35 × 10 ⁻³	99.70	3.20

注: T₁ > T₂ > T₃; C₂ > C₁。

Table 2. Prophase production status (1) at Ping-65 well, Chen 373
表 2. 陈 373-平 65 井前期生产情况(1)

周期开井	峰日液, m ³	峰日油, t	峰含水, %	现日液, m ³	现日油, t	现含水, %	周期累油, t
2010-5-28	81	34	58	35	1.3	96.0	2911

Table 2. Prophase production status (2) at Ping-65 well, Chen 373
表 3. 陈 373-平 65 井前期生产情况(2)

周期累水, m ³	油气比	回采水率	周期天数, d	周期日油, t	周期含水, %	总累油, t	粘度, mPa·s
29,645	0.73	6.15	336	8.7	89.4	3018	29,433

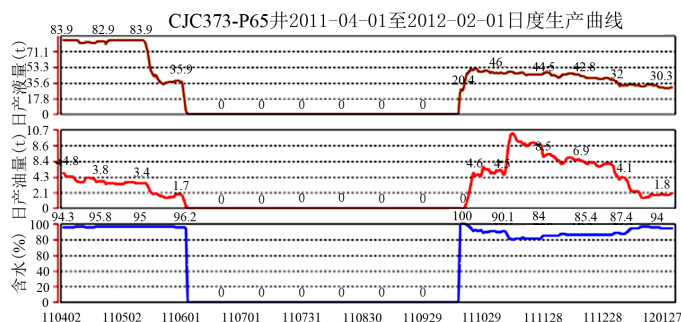


Figure 8. Production curve at Ping-65 well, Chen 373 after water shutoff
图 8. 陈 373-平 65 井实施堵调后生产曲线

越高；成胶温度越高，封堵压差越低；堵前水相渗透率越大，固结后封堵压差越小。

2) 当其它条件一定时，封堵压差与岩心管的长度基本上呈线性关系，且岩心管越长，封堵压差越大。

3) 优化后的堵调体系在较低的浓度下，当处于高温时仍有很好的封堵强度，对不同渗透率的岩心均有良好封堵适应能力，其封堵率均在 99.0%以上。在现场进行先导试验之后，堵调体系也取得了良好的降水增油效果。

参考文献 (References)

- [1] 张力平. 改性呋喃树脂的研究[J]. 陕西化工, 1994, 26(4): 16-17.
- [2] 段友智. 稠油热采化学调驱复合体系研究[D]. 中国石油大学(华东), 2010.
- [3] 申德勇. 热-化学复合驱提高稠油采收率机理的实验研究[D]. 中国石油大学(华东), 2011.
- [4] 刘一江, 王香增. 化学堵水技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 2-4.
- [5] 戴彩丽, 冯德成, 高恒达等. 高效洗油剂吞吐与油井堵水结合技术研究[J]. 油田化学, 2005, 22(3): 248-251.
- [6] P. P. Hess. One-step furfuryl alcohol process for formation plugging. *Journal of Petroleum Technology*, 1980, SPE-8213: 1834-1842.
- [7] 樊剑, 韦莉, 韩冬等. 聚合物驱后原位交联提高采收率的物理模拟研究[J]. 油田化学, 2011, 28(3): 323-326.
- [8] 李科星, 邓秀模, 钱志鸿等. JSF-1 复合调剖体系的研制与应用[J]. 油田化学, 2010, 27(4): 411-415.
- [9] 张贵才, 何小娟, 蒋平等. 腐殖酸高温堵水剂的制备及评价[J]. 石油与天然气化工, 2006, 35(4): 307-309.